

УДК 622.276.031-552.11

В.А. Терещенко, к. г.-м. н., професор,
Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина

ПРИРОДА АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ И ПОДХОДЫ К ИХ ПРОГНОЗИРОВАНИЮ

Рассмотрены закономерности распространения АВПД в палеозое ДДВ. Показана несостоятельность попыток свести причины их возникновения только к механизму избыточных давлений. Предлагаемый подход к прогнозу АВПД учитывает литолого-стратиграфические и катагенетические факторы.

Ключевые слова: прогноз АВПД, газоносные комплексы.

В.О. Терещенко. ПРИРОДА АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ ТА ПІДХОДИ ДО ЇХ ПРОГНОЗУВАННЯ. Розглянуто закономірності поширення АВПД в палеозої ДДЗ. Показано неспроможність намагання звести причини їх виникнення лише до механізму надлишкових тисків. Запропонований підхід до прогнозу АВПД враховує літолого-стратиграфічні та катагенетичні фактори.

Ключові слова: прогноз АВПД, газоносні комплекси.

V.A. Tereshchenko. THE NATURE OF ABNORMAL HIGH PRESSURES IN DNEPER-DONETS DEPRESSION AND POINT OF VIEW TO ITS FORECAST. The regularities of distribution of abnormal high pressures in Palaeozoic of Dnieper-Donets depression have been examined. The groundlessness of attempts to bring its causes to mechanism of surplus pressures only have been shown. The proposed point of view to forecast of abnormal high pressures take into account lithologo-stratigraphic and cathagenetic factors.

Keywords: forecast of abnormal high pressures, gas-bearing reservoirs.

Впервые с АВПД в ДДВ столкнулись еще в 1950 г. при бурении первой поисковой скважины на Шебелинской структуре, где при вскрытии подсолевых нижнепермских газоносных горизонтов на глубине 1464 м были встречены пластовые давления с коэффициентом аномальности $\left(K_a = \frac{P_{пл}}{P_{ггд}}\right)$,

равным 1,60, что привело к аварийному фонтанированию скважины. Последующие разведочные работы показали, что здесь АВПД формируются в верхней части массивно-пластовой залежи большой высоты (более 1000 м) вследствие разницы плотностей пластовой воды и газа. На контакте газ-вода пластовые давления соответствовали региональным гидростатическим (РГД). Такие АВПД получили название избыточных пластовых давлений (ИПД). Аналогичная картина в дальнейшем была установлена на других массивно-пластовых залежах в нижнепермско-верхнекаменноугольном подсолевом комплексе (Ефремовское, Крестищенское и др.).

При разбуривании залежей в подсолевом комплексе были обнаружены также локальные скопления газа и рассолов с АВПД внутри нижнепермской соленосной толщи (карбонатные горизонты S₂ и S₃ на Кегичевском, Мелиховском и др. месторождениях). В.И. Зильберман полагал, что и в этих слу-

чаях АВПД формируются по механизму ИПД, которые передаются из нижележащих залежей на еще более высокий гипсометрический уровень [1]. Однако, сопоставление величин приведенных давлений не подтвердило этого предположения. Оказалось, что современные пластовые давления в изолированных резервуарах внутри соленосной толщи формируются автономно в результате появления пластичности каменной соли и цементации пустотного пространства [2]. Такие давления в изолированных резервуарах, которые не сводятся к избыточным давлениям, получили название сверхгидростатических пластовых давлений (СГПД) [3].

В глубоких горизонтах карбона СГПД впервые были встречены при бурении скв. 200 на Шебелинском месторождении, где в 1964 г. на глубине 4408 м в среднем карбоне отмечались газопроявления при плотности бурового раствора 1,39 г/см³. Впоследствии горизонты с СГПД в карбоне были встречены на БалаклеЙско-Савинцевской, Спиваковской, Солоховской, а позднее на многих других структурах. В настоящее время они зафиксированы на глубинах от 3,5 до 6,5 км в различных горизонтах карбона и девона на более, чем 25 структурах. В ряде случаев неожиданное вскрытие таких горизонтов приводило к серьезным авариям.

Впервые анализ закономерностей распространения СГПД в ДДВ на больших глубинах был выполнен нами в 1975-1976 гг. [4, 5]. Было показано, что СГПД формируются в толще пород, уплотненных и цементированных в зоне глубинного катагенеза (этапы МК₃-МК₅, АК₁-АК₂) в спорадически развитых замкнутых природных резервуарах с сохранившейся первичной или вновь образовавшейся вторичной пустотностью. Причинами повышения давления назывались уплотнение, цементация, выделение в замкнутое пространство дегидратационной воды.

Впоследствии природа АВПД в ДДВ рассматривалась в работах Р.М. Новосилецкого, который основную роль в их формировании отводил процессам генерации углеводородных флюидов на этапе позднего катагенеза [6], а также А.А. Орлова, который решающее значение в увеличении пластовых давлений видел в процессах тектонического сжатия [7].

В последние годы в работах А.П. Зарицкого и И.И. Зиненко скопления с АВПД рассматриваются как части протяженных субвертикальных каналов, заполненных газом, в которых гидростатическое давление якобы передается от поверхности кристаллического фундамента, формируя АВПД по механизму избыточных давлений на различных уровнях [2]. На основе этих представлений в УкрНИИГазе разработана методика прогноза АВПД [9, 10]. Суть предлагаемой методики сводится к тому, что определяется глубина изотермы +120 °С, принимаемой за подошву катагенетического флюидоупора (КФУ) или кровлю зоны АВПД, и на эту глубину рассчитывается избыточное давление, передаваемое непрерывным газовым скоплением с поверхности кристаллического фундамента, где пластовое давление принимается равным РГД. Предлагаемая методика может привлечь своей простотой, если бы, конечно, она соответствовала наблюдаемым реалиям. Что же наблюдается на самом деле?

Нами сопоставлены фактически замеренные величины АВПД и гипотетические значения давлений, рассчитанные по методике [9, 10]. Результаты такого сопоставления приведены в таблице и на рис. 1, 2.

Из приведенных данных видно, что из 46 замеров АВПД только в 4 случаях фактически замеренные значения достаточно близки к расчетным величинам – отклонения в этих случаях не превышают $\pm 1-2$ МПа. В подавляющем большинстве случаев (42 из 46, или 91,3%) фактически замеренные давления весьма существенно отличаются от расчетных как в большую, так и в меньшую сторону. В 56,5% случаев замеренные давления меньше расчетных на 4,8-32,8 МПа, а в 34,8% случаев они превышают расчетные на 2,7 - 30,2 МПа.

В приосевой зоне на юго-востоке ДДВ, где кристаллический фундамент погружен на глубины 11-12 км и более в соответствии с моделью [9, 10] на глубинах 5,5-6 км и более достигается давление, равное геостатическому, и, соответственно, коэффициент аномальности на этих глубинах и выше до КФУ должен быть 2-2,3. На самом деле фактически замеренные здесь пластовые давления в большинстве случаев гораздо ниже. Коэффициент аномальности на Восточно-Полтавской, Солоховской, Светлановской площадях составляет 1,38-1,53, на Камышевахской снижается до 1,24-1,26, на Ново-Мечебиловской он составляет 1,71-1,77 и только в отдельных скважинах на Солоховской (скв. 49), Северо-Волвенковской (скв. 21) площадях повышается до 1,80-1,96. Характерно также, что эти максимальные давления замерены не в газоносных, а в рассолоносных горизонтах.

В районах, где кристаллический фундамент залегает на относительно небольших глубинах (6,5-7,0 км), в соответствии с анализируемой методикой коэффициент аномальности на глубинах 4,5-5,5 км не должен превышать 1,4-1,5. Вместе с тем на Сагайдакской площади (фундамент ~6,5 км) в скв. 60 в нефтеводоносном внутрисолевом горизонте девона на глубине 4800 м зафиксировано пластовое давление 98,5 МПа с максимальным для ДДВ коэффициентом аномальности – 2,09. На Горобцевской площади (фундамент ~7,0 км) в рассолоносном горизонте нижнего визе на глубине 4678 м замерено пластовое давление 87,6 МПа (коэффициент аномальности 1,91). Значительно превышают расчетные значения также замеренные пластовые давления на Мачех-

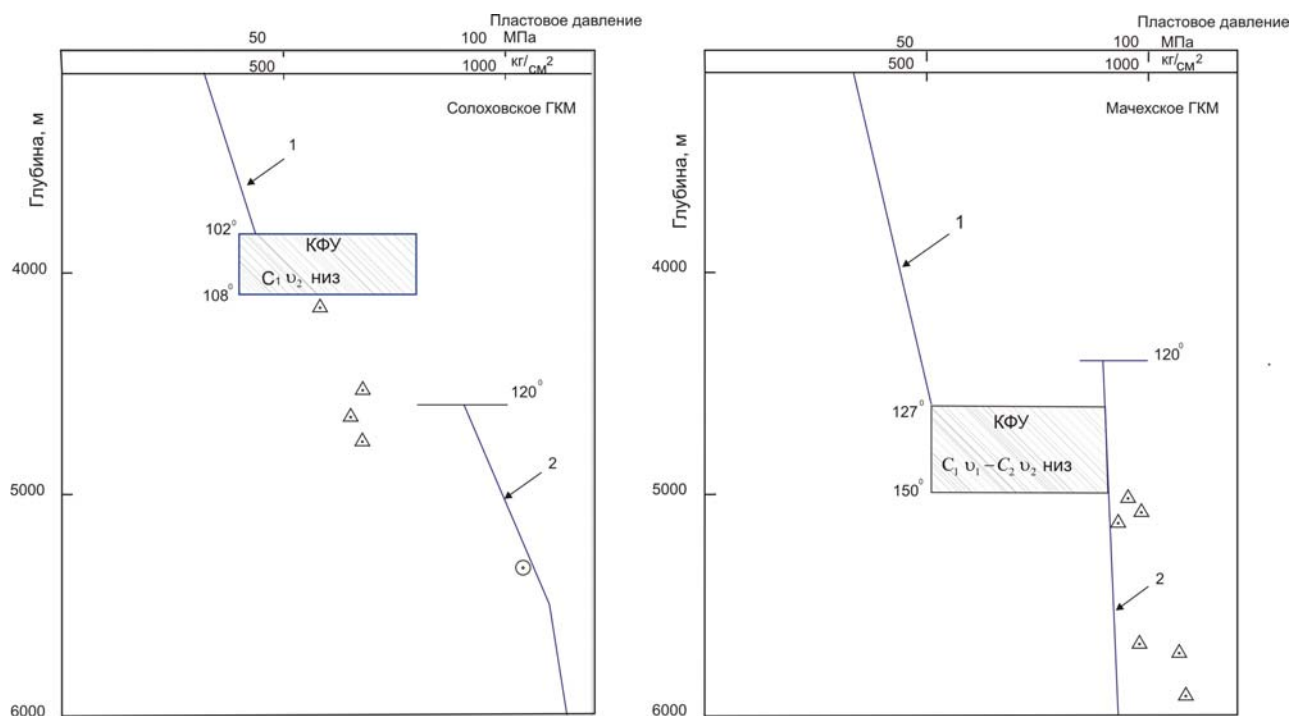


Рис. 1 Распределение пластовых давлений в разрезе Солоховского и Мачехского ГКМ

- △ - Замеренные АВПД в газоносных пластах
- 1 - Региональные гидростатические пластовые давления (РГД)
- 2 - Расчетные пластовые давления по методике [9,10]
- - Замеренные АВПД в водоносных пластах

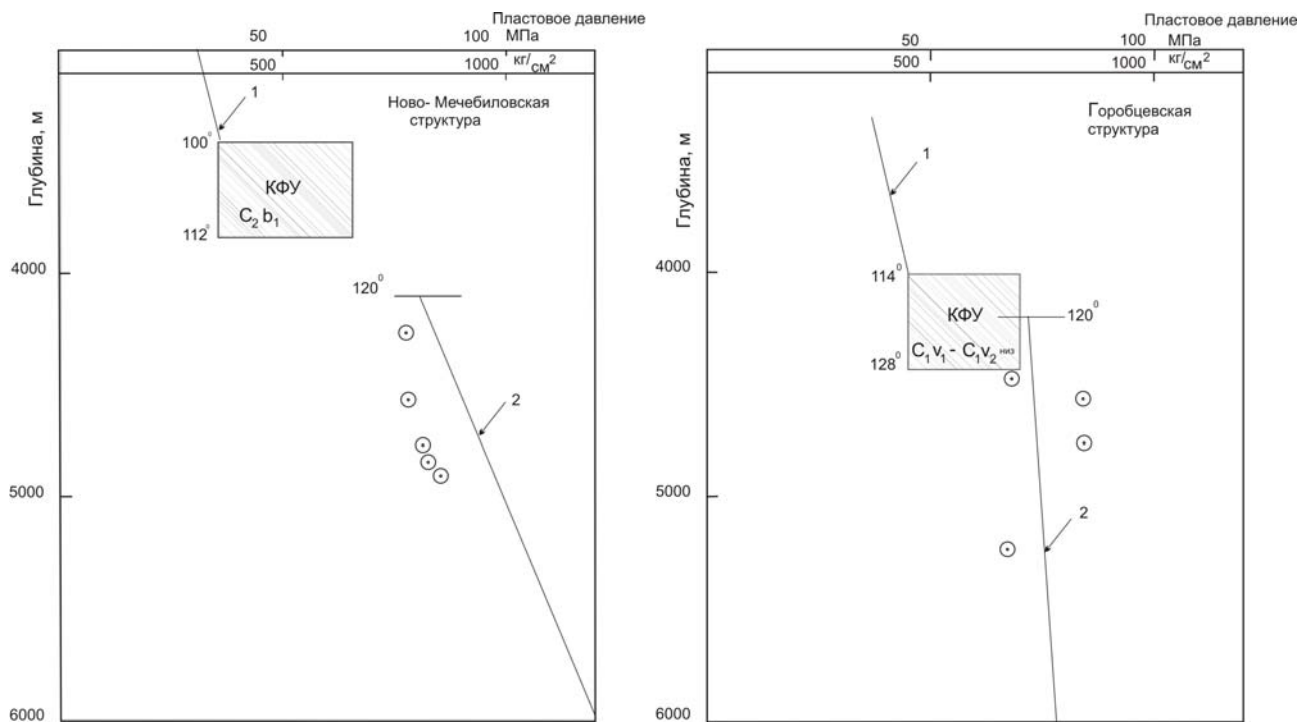


Рис. 2 Распределение пластовых давлений в разрезе Ново-Мечебиловской и Горобцевской структур

- - Замеренные АВПД в водоносных пластах
- 1 - Региональные гидростатические пластовые давления (РГД)
- 2 - Расчетные пластовые давления по методике [9,10]

Таблица 1

Замеренные аномально высокие пластовые давления в карбоне и девоне ДДВ

№ п/п	Площадь, скважина. Глубина залегания фундамента	Фактическое положение КФУ. Возраст, глубина. Пластовая температура	Глубина замера пластового давления. Возраст. Пластовая температура	Фактически замеренное пластовое давление, МПа. Коэф. аномальности	Пластовое давление, рассчитанное по методике [9, 10], МПа. Коэф. аномальности	Разница между фактическим и расчетным пластовым давлением, МПа	Продукция
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Рудовская, 2 7000 м	C _{1V1} 5450 – 5690 135 - 142 ⁰	5697 C _{1'} 142 ⁰	81,7 1,46	75,5 1,35	+6,2	Газ
2.	Перевозовская, 1 10000 м	C _{1V1} - C _{1V2} 5390 – 6220 верх. низ. 146 - 157 ⁰	6261 C _{1V1} 158 ⁰	113,6 1,81	101,8 1,66	+11,8	Газ
3.	Комышнянская, 488 8000 м	C _{1V1} - C _{1V2} 5140 – 5650 верх. низ. 128 - 140 ⁰	5727 C _{1V1} 142 ⁰	77,1 1,37	82,2 1,46	-5,1	Газ с водой
4.	Комышнянская, 12 8000 м	C _{1V1} - C _{1V2} 5150 – 5800 верх. низ. 128 - 138 ⁰	5819 C _{1V1} 138 ⁰	82,6 1,45	83,8 1,47	-1,2	-
5.	Бакумовская, 424, 8000 м	C _{1V1} - C _{1V2} 5100 – 5780 верх. низ. 133 - 150 ⁰	5789 C _{1V1} 150 ⁰	85,3 1,50	83,7 1,48	+1,6	Газ
6.	Гоголевская, 12 9500 м	C _{1S1} 4800 – 5200 110-123 ⁰	5269,5 C _{1V2} 125 ⁰	85,0 1,645	94,7 1,83	-10,3	Газ
7.	Гоголевская, 10 9500 м	C _{1S1} 4900 – 5300 112-125 ⁰	5344,5 C _{1V2} 126 ⁰	80,8 1,54	94,8 1,81	-14,0	Газ
8.	Сагайдакская, 51 6500 м	D ₃ evl – liv 4300 – 4620 соль 114-120 ⁰	4625 D ₃ внут- рисол. 121 ⁰	80,0 1,76	67,8 1,50	+12,2	Вода с нефтью
9.	Сагайдакская, 60 6500 м	D ₃ evl – liv 4300 – 4790 соль 120-130 ⁰	4800 D ₃ внут- рисол. 131 ⁰	98,5 2,09	68,3 1,45	+30,2	Нефть с водой
10.	Восточно-Полтавская, 12 12000 м	C _{2b} 5800 – 6500 132-150 ⁰	6512 C _{1S} 150 ⁰	87,9 1,38	119,4 1,87	-31,5	Газ
11.	Березовская, 485 7000 м	C _{1S1} 4750 – 5450 107-125 ⁰	5450 C _{1V2} 125 ⁰	88,0 1,63	74,4 1,39	+13,6	Газ
12.	Березовская, 35 7000 м	C _{1S1} 4750 – 5450 107-125 ⁰	5491 C _{1V2} 125 ⁰	79,1 1,47	74,5 1,38	+4,6	Газ

1	2	3	4	5	6	7	8
13.	Краснокутская, 12 9000 м	C ₁ S ₁ 4700 – 5420	5427 C ₁ V ₂	99,8 1,88	91,0 1,71	+8,8	Газ
14.	Богатойская, 6 8000 м	C ₁ S ₁ 4000 – 4470 102-114 ⁰	4478 C ₁ V 115 ⁰	56,9 1,30	77,5 1,82	-20,6	-
15.	Богатойская, 11 6500 м	D ₃ evl – liv 4890 – 5230 соленос. +D ₃ плот. породы 121-130 ⁰	5236 D ₃ vr 130 ⁰	72,0 1,40	69,6 1,36	+2,7	Газ
16.	Светлановская, 651 10500 м	C ₂ b 4300 – 4885 124-135 ⁰	4887 C ₁ S ₂ 135 ⁰	69,1 1,44	95,8 2,0	-26,7	Вода
17.	Камышевахская, 4, 18000 м	C ₂ m 3000 – 3640 100-115 ⁰	3640 C ₂ b 115 ⁰	45,1 1,26	71,4 2,0	-26,3	Сл. газ
18.	Камышевахская, 4, 18000 м	C ₂ b 4050 – 4415 126-135 ⁰	4415 C ₁ s 135 ⁰	53,8 1,24	86,6 2,0	-32,8	Сл. газ
19.	Дробышевская, 1 11000 м	C ₂ m 3000 – 3620 85-114 ⁰	3623,5 C ₂ m 114 ⁰	53,6 1,51	71,05 2,0	-17,4	Газ
20.	Дробышевская, 637 11000 м	C ₂ b 4000 – 4450 130-136 ⁰	4450 C ₂ b 136 ⁰	76,6 1,76	87,2 2,0	-10,6	Сл. газ
21.	Дробышевская, 1 11000 м	C ₁ S ₁ 4500 – 5000 150-165 ⁰	5000 C ₁ s 165 ⁰	92,2 1,88	98,0 2,0	-5,8	Сл. газ
22.	Северо-Волвен- ковская, 21, 16000 м	C ₂ m 3200 – 3870 100-120 ⁰	3870 C ₂ b 120 ⁰	60,70 1,60	75,9 2,0	-15,2	Газопроявл.
23.	Северо-Волвен- ковская, 21 16000 м	C ₂ b 5050 – 5400 165-177 ⁰	5400 C ₁ s 177 ⁰	95,6 1,805	105,9 2,0	-10,3	Вода
24.	БалаклеЙско- Савинцевская, 14 15000 м	C ₂ m 3400 – 4200 125-144 ⁰	4225 C ₂ m 145 ⁰	69,0 1,67	82,8 2,0	-13,8	Вода с газом
25.	Западно-Шебе- линская, 703 17000 м	C ₂ m 4350 – 4750 120-132 ⁰	4758 C ₂ m 132 ⁰	74,3 1,59	93,3 2,0	-19,0	Вода

ском, Рудовском месторождениях, где фундамент залегает на глубинах 7-9 км.

В приосевой зоне на юго-востоке ДДВ, где кристаллический фундамент погружен на глубины 11-12 км и более в соответствии с моделью [9, 10] на глубинах 5,5-6 км и более достигается давление, равное геостатическому, и, соответственно, коэффициент аномальности на этих глубинах и выше до КФУ должен быть 2-2,3. На самом деле фактически замеренные здесь пластовые давления в большинстве случаев гораздо ниже. Коэффициент аномальности на Восточно-Полтавской, Солоховской, Светлановской площадях составляет 1,38-1,53, на Камышевахской снижается до 1,24-1,26, на Ново-Мечебиловской он составляет 1,71-1,77 и только в отдельных скважинах на

Солоховской (скв. 49), Северо-Волвенковской (скв. 21) площадях повышается до 1,80-1,96. Характерно также, что эти максимальные давления замерены не в газоносных, а в рассолоносных горизонтах.

В районах, где кристаллический фундамент залегает на относительно небольших глубинах (6,5-7,0 км), в соответствии с анализируемой методикой коэффициент аномальности на глубинах 4,5-5,5 км не должен превышать 1,4-1,5. Вместе с тем на Сагайдакской площади (фундамент ~6,5 км) в скв. 60 в нефтеводоносном внутрисолевым горизонте девона на глубине 4800 м зафиксировано пластовое давление 98,5 МПа с максимальным для ДДВ коэффициентом аномальности – 2,09. На Горобцевской площади (фундамент ~7,0 км) в рассолоносном горизонте нижнего визе на глубине 4678 м замерено пластовое давление 87,6 МПа (коэффициент аномальности 1,91). Значительно превышают расчетные значения также замеренные пластовые давления на Мачехском, Рудовском месторождениях, где фундамент залегает на глубинах 7-9 км.

На ряде месторождений газовые залежи с гидростатическими пластовыми давлениями ($K_a = 1,08-1,16$) и пластовыми температурами 120-140 °С выявлены на глубинах 4,5-5,5 км (Котелевское – C_{1v2} , Коломакское – C_{1s2} , Богатойское – C_{1t}). Согласно модели [9, 10] во всех этих залежах должны были наблюдаться АВПД с коэффициентом аномальности 1,4-1,6.

Гидростатические пластовые давления ($K_a = 1,05-1,15$) в зоне с пластовыми температурами 120-140 °С на глубинах 5,0-6,2 км встречены также в водоносных горизонтах на Харьковцевской, Гадячской, Западно-Солоховской, Краснозаярской, Загорянской, Ключниковской и других структурах.

Во всех этих случаях на указанных структурах вскрыта нижняя часть зоны с гидростатическими пластовыми давлениями, которая в депрессиях может опускаться в зону пластовых температур 120-140 °С, а катагенетический флюидоупор и горизонты со сверхгидростатическими пластовыми давлениями располагаются здесь глубже в части разреза с современными пластовыми температурами более 140 °С.

Как видим, фактическое распределение пластовых давлений невозможно втиснуть в прокрустово ложе критикуемой методики.

Для правильного понимания природы АВПД и адекватного подхода к их прогнозированию большое значение имеет анализ закономерностей их изменения в вертикальном разрезе отдельных месторождений и разведочных площадей. Материал для такого анализа в настоящее время имеется по 9 объектам, по которым получены непосредственные замеры или надежные оценки величин АВПД по газопроявлениям в процессе бурения, прослеженные в вертикальных интервалах от 350 до 1630 м, часть из которых приведена на рис. 1. Рассмотрение этих материалов показывает, что на различных структурах прослеживаются различные закономерности изменения АВПД в высоконапорных разрезах.

В разрезе Солоховского. Шебелинского, Северо-Волвенковского, Дробышевского поднятий коэффициент аномальности последовательно возрастает с глубиной от подошвы КФУ, где он равен 1,40-1,60, до 1,75-1,96 в наиболее глубоких вскрытых бурением частях разреза. При этом на первых трех из указанных поднятий поинтервальный градиент увеличения давления изменяется неравномерно – в верхних частях он составляет 0,20-0,22 МПа на 10 м глубины, а в нижних частях наблюдается резкий скачок градиента давления до 0,58-0,74 МПа на 10 м глубины. Данный скачок совпадает с флюидоупорами толщиной 280-400 м. В

этих разрезах можно говорить о существовании второго флюидоупора, контролирующего величину АВПД.

Приведенные поинтервальные градиенты во всех рассмотренных случаях на порядок и более превышают возможный градиент в вертикальных "газовых столбах" (0,03 МПа на 10 м глубины) и значительно выше, чем в рассолоносных каналах с гидравлической связью (0,11-0,12 МПа на 10 м глубины) и, следовательно, исключают современное существование такой связи.

В разрезе Ново-Мечебиловской структуры коэффициент аномальности в изученном интервале глубин (3848-4888 м) имеет близкие значения (1,69-1,77). Средний градиент давления в этом интервале составляет +0,24 МПа на 10 м глубины, а по разрезу скв. 2, где из 5 объектов получены притоки рассолов плотностью около $1,17 \text{ г/см}^3$, средний градиент давления составляет 0,125 МПа на 10 м глубины, что достаточно близко к градиенту, обусловленному плотностью пластового рассола. В данном случае нельзя отрицать наличие гидравлической связи между рассолоносными горизонтами.

На Мачеховском месторождении коэффициент аномальности в изученном интервале газоносного разреза также изменяется в довольно узком интервале (1,73-1,83). Однако, поинтервальные градиенты варьируют в очень широких пределах от -1,27 до +2,65 МПа на 10 м глубины, принимая даже отрицательное значение и в среднем составляя в изученной части разреза +0,19 МПа на 10 м глубины.

На Горобцевской площади в рассолоносных горизонтах нижнего визе (интервал глубин 4468-5220 м) коэффициент аномальности сначала резко увеличивается от 1,53 до 1,91, а затем резко снижается до 1,38. Соответственно, поинтервальный градиент сначала очень высокий (0,98 МПа на 10 м глубины), а затем принимает отрицательное значение (-0,32 МПа на 10 м глубины). Такие резкие колебания давлений и их градиентов не кажутся невероятными, поскольку опробованные горизонты разделены 210 и 542-метровыми аргиллитовыми флюидоупорами.

На Гоголевском месторождении в газоносных горизонтах верхнего визе величины

АВПД и коэффициенты аномальности снижаются с 85 МПа и 1,64 на глубине 5269,5 м до 80 МПа и 1,45 на глубине 5618,5 м. Средний градиент в этом интервале отрицательный и равен -0,14 МПа на 10 м глубины.

Неоднозначные данные имеются по Березовскому месторождению. В верхнем визе на глубинах 5450-5540 м коэффициент аномальности колеблется в пределах 1,4-1,63. В нижнем визе на глубинах 5780-5830 м в скв. 200 он снижается до 1,16-1,17. Однако, в скв. 204 при плотности бурового раствора $1,65 \text{ г/см}^3$ отмечались газопроявления. Эти данные требуют проверки и уточнения.

Безусловно, приведенные данные по распределению АВПД в вертикальном разрезе отдельных площадей нельзя считать абсолютно достоверными во всех случаях, поскольку не исключены значительные ошибки в отдельных замерах. Однако, то обстоятельство, что ни в одном случае не отмечено распределение давлений, которое бы соответствовало закономерностям ИПД, не может быть случайным. Выполненный анализ со всей очевидностью показывает, что отдельные как газоносные, так и водоносные горизонты с АВПД в большинстве случаев представляют собой изолированные друг от друга гидродинамические системы, и пластовые давления в них должны быть отнесены в категории СГПД. В схему ИПД в большинстве случаев не укладывается и фактическое распределение пластовых давлений в изученных высоконапорных частях разреза других нефтегазоносных бассейнов мира как на суше, так и в акваториях, что видно из материалов, приведенных в работе У.Х. Фергля [11] и других авторов.

Приведенные данные свидетельствуют о несостоятельности методики предварительного прогноза, предложенной А.П. Зарицким, И.И. Зиненко и др. Причина этого заключается в явной необоснованности или гипотетичности положенных в ее основу предпосылок.

Критикуемая методика базируется на таких предположениях:

1. Катагенетический флюидоупор (КФУ), контролирующий зону АВПД, залегает в узком интервале современных температур $110-120^\circ\text{C}$, независимо от литолого-

фациального состава пород, залегающих в этом интервале, и палеотемператур, действию которых они подвергались.

2. Между КФУ и кристаллическим фундаментом находится субвертикальное трубообразное газовое скопление высотой в несколько километров с непрерывной гидравлической связью на всем ее протяжении.

3. Пластовое давление на поверхности фундамента независимо от глубины его залегания соответствует РГД.

Проанализируем эти предположения.

Катагенетический флюидоупор (КФУ), под которым вскрываются высоконапорные скопления флюидов, был выделен нами в 1975-1987 гг. [4, 12]. Зарубежные авторы также выделяют аналогичные толщи, называемые "диагенетическими покрывающими породами" [13]. КФУ представляет собой толщу преимущественно глинистых пород различного возраста, отдельные песчано-алевритовые пласты, внутри которых и в прилежащих частях разреза практически полностью потеряли коллекторные свойства вследствие уплотнения и цементации на этапе МКз. Здесь же образуются вторичные барьеры из карбонатного и кремнистого материала. В результате формируется мощный флюидоупор толщиной 300-800 м и более, способный удерживать высоконапорные скопления флюидов. Внутри КФУ возможны лишь мелкие скопления флюидов и происходит скачок давлений от РГД до АВПД. В ДДВ КФУ приурочен к стратиграфическим интервалам, сложенным преимущественно глинистыми породами, являющимися основными флюидоупорными толщами в регионе. В направлении с северо-запада на юго-восток и от прибортовых частей к приосевой части КФУ последовательно перемещается из девона в верхи нижнего визе – низы верхнего визе, затем в нижнесерпуховский подъярус, нижнебашкирский подъярус и, наконец, в верхи московского яруса. Глубины залегания кровли КФУ изменяются от 5,1-5,8 км до 3,2-4,0 км, подошвы от 6,2-6,5 до 3,6-4,2 км, испытывая общий подъем к окраинам Донбасса. Современные пластовые температуры в кровле составляют от 130-140 °С до 85-120 °С, в подошве КФУ и соответственно в кровле зоны АВПД от 150-160 °С до 115-125 °С, уменьшаясь в том же

направлении (таблица). Таким образом, геотемпературный интервал залегания КФУ достаточно широкий и не может быть втиснут в узкие рамки 110-120 °С.

Предположения о существовании протяженных субвертикальных трубообразных каналов (столбообразных скоплений газа) в интервале от КФУ до фундамента длиной от нескольких до 10 км и более, в пределах которых существует современная гидравлическая связь, и давление передается в газовой среде по закону гидростатики, является совершенно недоказанным и вызывает большие сомнения. Известны массивные и массивно-пластовые залежи газа высотой до 1000-1500 км в трещиноватых и закарстованных породах с вертикальной гидравлической связью. Однако, в данном случае речь идет о субвертикальных каналах трещинной природы, прорывающих не только плотные породы, но и мощные соляные пласты и подушки толщиной до 2-4 км и более, как, например, на Солоховском, Шебелинском и других месторождениях. Такие каналы могут возникать при тектонических разрывах, однако, непрерывная гидравлическая связь в них быстро теряется в результате проявления пластичности каменной соли и выпадения минеральных новообразований, коагулирующих трещины. Кроме того, значительные отрезки таких каналов могут быть заполнены не газом, а водой, что усложнит картину распределения давлений. Об отсутствии вертикальной гидравлической связи между отдельными высоконапорными скоплениями флюидов в ДДВ свидетельствуют приведенные выше данные о поинтервальных градиентах АВПД.

Предположение о существовании пластовых давлений, соответствующих РГД в прифундаментных зонах на глубинах 7-10 км и более (до 18 км), противоречит представлениям о развитии РГД. Последние развиты в верхней зоне нижнего гидрогеологического этажа, где степень изменения пород в зоне начального катагенеза невысока, и имеется эффективная дренажная система из субгоризонтальных и субвертикальных каналов, по которым осуществляется отток избыточного флюида в верхние части разреза. На глубинах более 5-6 км в толще осадочных пород, содержащих мощные глини-

тые и эвапоритовые формации, измененные в зонах глубинного катагенеза и метакатагенеза, субгоризонтальные дрены, как это отмечают и сами авторы анализируемой методики, отсутствуют, а предполагаемые субвертикальные каналы "упираются" в КФУ и эффективными дренами не являются.

Кроме того, если бы в предполагаемых субвертикальных каналах существовала свободная гидравлическая связь с прифундаментными зонами, то в газовых скоплениях, заполняющих эти каналы, отмечались бы повышенные концентрации гелия, аргона и азота, характерные для прифундаментных зон и трещиноватых зон самого фундамента, чего в действительности не наблюдается.

Все изложенное позволяет считать, что наиболее адекватными являются развиваемые нами в прежних работах представления о том, что высоконапорные газовые, газодляные и водяные скопления в зоне глубинного катагенеза являются изолированными системами относительно небольших размеров, гидравлическая связь которых с другими системами имеет кратковременный периодический характер. Современная величина начальных пластовых давлений в каждом из таких скоплений формируется авто-

номно под влиянием ряда факторов, главными из которых являются общая степень закрытости разреза и индивидуальная степень изолированности отдельных горизонтов, интенсивность поступления дегидратационной воды, генерации углеводородов, цементации и уплотнения пород, тектоническое сжатие трещинных резервуаров. По своей природе эти давления являются не избыточными, а сверхгидростатическими (СГПД). Формирование величины давления по схеме ИПД возможно в ограниченных частях разреза как частный случай. Такое понимание природы СГПД определяет основные принципы подхода к их прогнозированию.

При осуществлении предварительного прогноза следует прежде всего, руководствоваться четко установленными закономерностями литолого-стратиграфической и катагенетической приуроченности зон СГПД, определяемых входением тех или иных комплексов в зону глубинного катагенеза. Эти закономерности отражены на построенной нами карте распространения СГПД в ДДВ [14]. Уточненный вариант карты представлен на рис. 3.

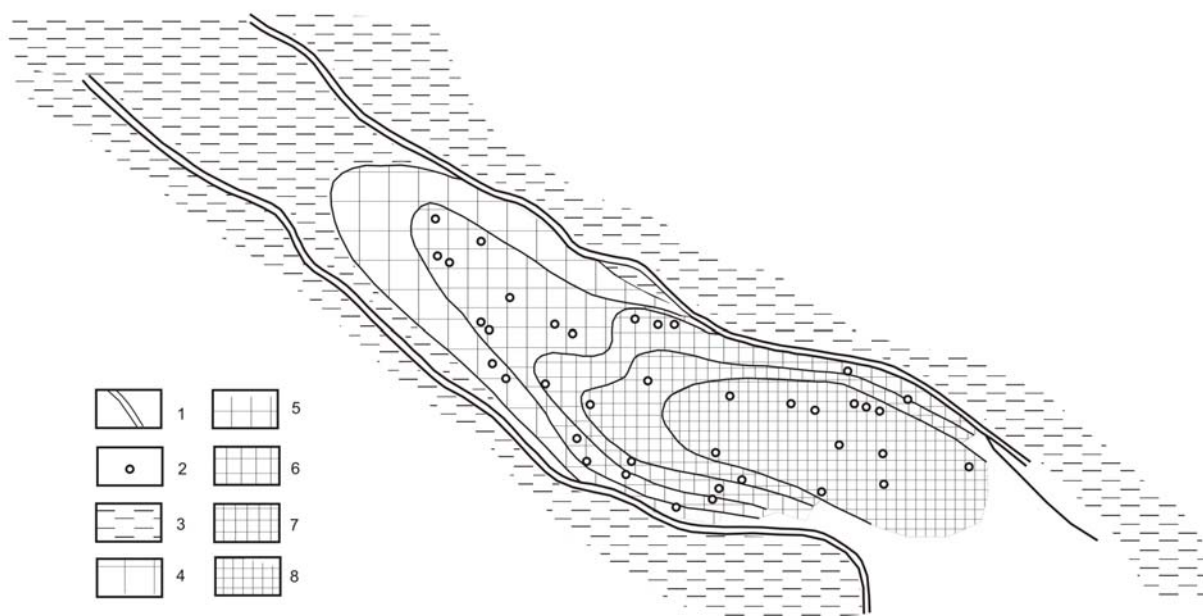


Рис. 3. Карта стратиграфического положения КФУ и кровли зоны СГПД в ДДВ

1 – краевые нарушения Припятско-Днепровско-Донецкого рифтогена; 2 – пункты, в которых установлено развитие СГПД; 3 – поле отсутствия СГПД в разрезе осадочного чехла; стратиграфическое положение кровли зоны СГПД и КФУ (в скобках): 4 – D_3 (D_3); 5 – C_1v_1-t ($C_1v_{2\text{низ}} - C_1v_1 \text{ верх}$); 6 – $C_1v_2(C_1s_1)$; 7 – $C_1s_2(C_1s_2 \text{ верх} - C_2b_1)$; 8 – C_2m ($C_2m_{\text{верх}}$)

Зоны СГПД в определенных стратиграфических комплексах перекрываются КФУ, генетически связанных в карбоне с преимущественно глинистыми толщами, а в девоне также с эвапоритовыми толщами. При вхождении в эти покрывки необходима обсадка скважины с последующим утяжелением бурового раствора в соответствии с ожидаемой величиной СГПД, которая оценивается на основании данных по соседним

площадям и скважинам. При разбуривании КФУ проводится зондирование покрывки с помощью комплекса из 2-3 способов детального прогноза [13], позволяющих уточнить величину СГПД при вскрытии основных высоконапорных резервуаров. В случае разбуривания второго флюидоупора, под которым может наблюдаться новый скачок величины СГПД, также следует осуществлять тщательное зондирование покрывки.

Литература

1. Зильберман В. И. Показатели приближения к горизонтам с аномально высоким пластовым давлением в процессе бурения скважин / В.И. Зильберман // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 5. – С. 12-14.
2. Терещенко В.А. Газогидродинамические особенности нижнепермского хемогенного комплекса юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Терещенко, О.Э. Яковлев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1983. – Вып. 6. – С. 3-4.
3. Карцев А.А. Гидрогеологические условия проявления сверхгидростатических давлений в нефтегазоносных районах / А.А. Карцев // Геология нефти и газа. – 1980, – № 4. – С. 40-43.
4. Терещенко В.А. Аномально высокие пластовые давления в отложениях карбона и девона Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Терещенко // Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений УССР. Труды ВНИИЭГазпрома. – М., 1975. – Вып. X. – С. 45-51.
5. Литвин И.И. Аномально высокие пластовые давления в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины / И.И. Литвин, В.А. Терещенко // Научно-технический обзор. Серия Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭГазпром, 1976. – С.56.
6. Новосилецкий Р.М. Поздний катагенез – зона генерации флюидов с АВПД / Р. М. Новосилецкий // Нефтяная и газовая промышленность. – 1984. – № 4. – С. 17-21.
7. Орлов А.А. Анализ влияния тектонического фактора на величины пластовых давлений в залежах углеводородов Украины / А.А. Орлов // Геология нефти и газа. – 1981. – № 2. – С. 48-52,
8. Лизанець А.В. Попередній геологічний прогноз аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах на генетичній основі / [А.В. Лизанець, І.І. Зіненко, О.П. Заріцький, А.С. Тердовідов] // Питання розвитку газової промисловості України : зб. наук. праць. – Харків : УкрНДІГаз, 2001. – Вып. XXIX. – С. 165-171.
9. Патент UF21316 МРК(2006) Е 21В 47/00 Е 21В 47/06 g 01 V 9/00 15.03.2007. Спосіб прогнозування положення зони аномально високих пластових тисків / [О.П. Заріцький, І.І. Зіненко, А.В. Лизанець, В.М. Бенько]; заявник и патентовласник УкрНДІГаз. – Бюл. № 3, 2007.
10. Патент UA22315 МРК(2006) Е 21В 47/00 Е 21В 47/06 g 01 V 9/00 25.04.2007. Спосіб попередньої оцінки величини аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних басейнах / [О.П. Заріцький, І.І. Зіненко, А.В. Лизанець, В.М. Бенько] ; заявник и патентовласник УкрНДІГаз. – Бюл. № 5, 2007.
11. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления / У.Х. Фертль: пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
12. Терещенко В.А. Гидродинамическая структура нижнего гидрогеологического этажа Днепровско-Донецкого артезианского бассейна / В.А. Терещенко // Вісник Харківського національного університету. – 1987. – № 306. – С. 48-50.
13. Муше Ж.П. Аномальные пластовые давления в процессе бурения / Ж.П. Муше, А. Митчелл : пер. с англ. – М. : Недра, 1991. – 287 с.
14. Терещенко В.А. Районирование Днепровско-Донецкой впадины по условиям распределения начальных пластовых давлений / В.А. Терещенко // Геология нефти и газа. – 1984. – № 5. – С. 55-58.

© Терещенко В.А.